



**GRUPO IV
ANÁLISE E TÉCNICAS DE SISTEMAS DE POTÊNCIA (GAT)**

**DEFINIÇÃO DE LIMITES DE TRANSMISSÃO CONSIDERANDO RESTRIÇÕES DE
ESTABILIDADE DE TENSÃO, PROTEÇÕES E QUALIDADE DA ENERGIA**

Antonio Roseval F. Freire*

Sandra M. Maciel Pontes

COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO - CHESF

RESUMO

Neste trabalho apresenta-se uma análise dos impactos dos aspectos de estabilidade de tensão, proteções e Qualidade da Energia na definição dos limites de transmissão para a Área Norte do sistema de transmissão da CHESF e como estes aspectos são afetados pelo carregamento do sistema, com base em simulações de regime permanente e dinâmico.

Demonstra-se que os sistemas com elevados carregamentos, longas linhas de transmissão e elevado grau de compensação através de bancos de capacitores são particularmente susceptíveis aos problemas de recuperação lenta da tensão e os seus limites de transmissão devem ser definidos considerando-se estes aspectos.

PALAVRAS-CHAVE

Estabilidade de tensão, Colapso, Qualidade da Energia, Proteções, Limites de transmissão.

1.0 – INTRODUÇÃO

A Área Norte do sistema CHESF supre cargas dos estados de Pernambuco, Ceará, Rio Grande do Norte e Paraíba. As subestações de Fortaleza (FTZ) e Delmiro Gouveia (DMG) estão a cerca de 670km do centro de geração de Paulo Afonso e representam uma carga conjunta da ordem de 50% da demanda total da Área Norte. O sistema de transmissão em 230kV tem características típicas de um sistema radial, com fracas interligações com as áreas Leste e Oeste, conforme Figura 1.

As características deste sistema demandam um grande esforço para definição da estratégia de controle de

tensão e para a operação em tempo real. O crescimento da demanda desta área com taxas anuais acima das expectativas de mercado, na faixa de 7 a 10% ao ano, e as restrições financeiras que provocaram atrasos na entrada em operação de novas obras, dificultaram ainda mais esta operação.

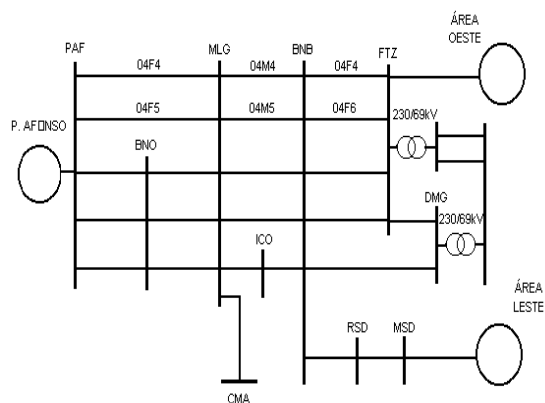


FIGURA 1 – Diagrama unifilar simplificado da área Norte.

Este quadro incentivou a aplicação de soluções criativas e inovadoras como a expansão dos feixes (FEX) das linhas de transmissão em circuito duplo horizontal (1), com os respectivos códigos operacionais indicados na Figura 1. A principal característica desta técnica é o aumento da susceptância e a redução da reatância das linhas.

Mesmo após a entrada em operação das linhas FEX, foram registrados vários incidentes com problemas de recuperação lenta da tensão (2,3), originados por defeitos no sistema de transmissão ou nos sistemas de distribuição derivados das subestações de FTZ e DMG,

especialmente nos períodos mais quentes do ano. A Figura 2 mostra o comportamento da tensão na barra de 230kV da SE FTZ, devido a um curto-circuito em um alimentador de 69kV derivado desta subestação, obtido com registradores digitais de perturbação (RDP).

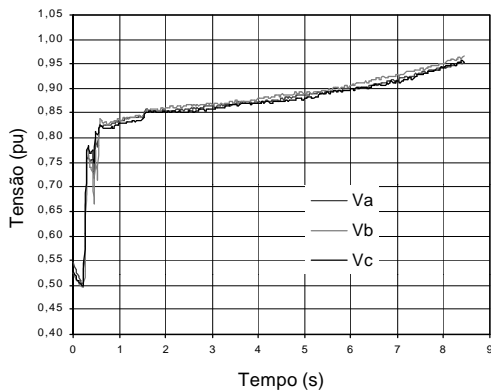


FIGURA 2 – Registro de RDP na subestação de FTZ

O elevado carregamento dos sistemas de distribuição e a recuperação lenta da tensão provocam elevadas perdas de cargas, causando sobretensões dinâmicas após o período de recuperação, com uma absorção de reativos elevada nos compensadores estáticos (CE) das subestações de FTZ e MLG, e o desligamento do CE FTZ por sobrecarga no reator ou por sobretensão e de linhas de transmissão por sobretensão (4).

Para evitar estas ocorrências foram tomadas várias medidas por parte da CHESF, destacando-se a implantação de um esquema especial para controlar as sobretensões dinâmicas após a recuperação da tensão, evitando os desligamentos do CE FTZ, e a instalação de bancos de capacitores de 230kV / 50,5 Mvar nas subestações de FTZ e BNB.

Esta experiência levou a uma reflexão sobre os critérios utilizados para definição dos limites de transmissão em condições normais de operação, e a aplicação de bancos de capacitores nos sistemas de transmissão e distribuição como recurso para aumentar estes limites. Como resultado, foram realizados estudos especiais com o objetivo de avaliar os impactos de aspectos como estabilidade de tensão, proteções e Qualidade da Energia na definição de limites de transmissão, com base em simulações de regime permanente e dinâmicas. Os resultados dos estudos realizados são apresentados neste trabalho.

2.0 – ANÁLISE EM REGIME PERMANENTE.

2.1. Limites de transmissão da Área Norte.

Em condições normais de operação e em contingências, a prática usual consiste em definir os limites de transmissão como a demanda tal que os carregamentos dos CE FTZ e MLG sejam limitados a 95% e 100% do nominal capacitivo, respectivamente, atendendo aos níveis de tensão solicitados nas barras de carga e aos limites de corrente de linhas de transmissão e transformadores, definidos por considerações térmicas ou por limitações das proteções. A Tabela 1 apresenta os limites de transmissão da Área Norte em várias configurações, definidos pelo esgotamento dos recursos para controle de tensão.

TABELA 1 – Limites de transmissão

Configuração	LT FEX	BC 230kV	cosφ FTZ/DMG	Limite (MW)
A. Antes do FEX	Não	Não	0,95 / 0,92	1150
B. Caso base	Sim	Não	0,95 / 0,92	1250
C. Corrigindo cosφ	Sim	Não	0,97 / 0,95	1280
D. B + BC 230kV	Sim	Sim	0,95 / 0,92	1370

2.2. Indicadores de proximidade do limite.

Nas simulações em regime permanente, as cargas foram representadas pelo modelo ZIP definido na equação (1).

$$P = P_0(a_0 + a_1 V + a_2 V^2); \quad Q = Q_0(b_0 + b_1 V + b_2 V^2) \quad (1)$$

Para cada configuração foram gerados vários casos com níveis de demanda variando de 90% a 100% do limite de transmissão da Tabela 1. Em cada nível de demanda foram calculados vários indicadores como o carregamento dos CE FTZ e MLG e curvas QxV indicando a margem de reativo da área (Qra). A Figura 3 mostra a variação do carregamento do CE FTZ em função do nível de demanda para as configurações **B** e **D** da Tabela 1.

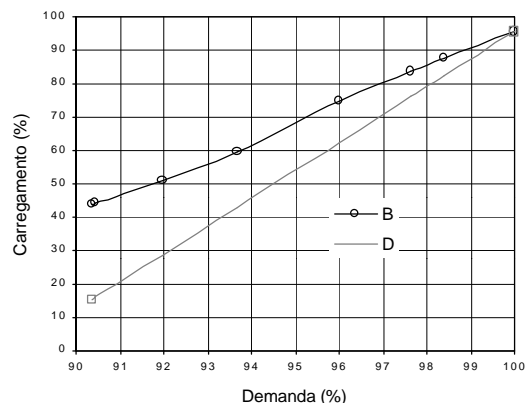


FIGURA 3 – Carregamento do CE FTZ.

Para um mesmo carregamento do CE FTZ, na configuração **D** a Área Norte estará mais próxima do limite de transmissão quando comparada à configuração **B**. A proximidade do limite de

transmissão na Área Norte e as margens de reativo podem ser monitorados pelo carregamento dos CE, que parece ser o indicador mais adequado tendo em vista que apresenta uma variação aproximadamente linear com estas variáveis e é facilmente acompanhado pela operação em tempo real.

3.0 – ANÁLISE EM REGIME DINÂMICO.

3.1. Simulações realizadas e modelos.

As simulações dinâmicas foram realizadas com o Sistema Interligado Norte/Nordeste representado detalhadamente. As cargas do Sistema Interligado, e aquelas inferiores a 50MW na Área Norte, foram representadas pelo modelo ZIP descrito no item 2.2.

Como os registros de RDP obtidos em várias ocorrências mostraram uma grande influência do comportamento dinâmico das cargas, as cargas da Área Norte acima de 50MW foram representadas como parcelas do tipo ZIP e parcelas de motores de indução equivalentes do tipo ar condicionado e industrial. Os parâmetros dos modelos dinâmicos para as cargas foram definidos com base nas análises dos registros de RDP e na reprodução em simulações do comportamento observado nestes registros (4). Os casos simulados para cada nível de demanda e configuração da Tabela 1 são apresentados na Tabela 2.

TABELA 2 – Casos simulados

Caso	Descrição
C1	Curto-circuito monofásico em MLG 230kV, com abertura da LT 04F5 (FEX), com tempo de eliminação do defeito de 0,1s.
C2	Curto-circuito monofásico em BNB 230kV, com abertura da LT 04F6 (FEX), com tempo de eliminação do defeito de 0,1s.
C3	Curto-circuito em alimentadores de 69kV derivados das SE FTZ e DMG, com vários valores de tempo de eliminação do defeito (tcc).

3.2. Contingência simples de LT 230kV tipo FEX.

Em qualquer configuração da Tabela 1, a perda de uma LT 230kV do tipo FEX, com um nível de demanda de 100%, causaria o colapso de tensão nas SE FTZ e DMG. A Figura 4 mostra o comportamento da tensão na barra de FTZ 69kV na configuração B, para níveis de demanda de 100%, 94% e 92%, para o caso C1 da Tabela 2. Nos casos C1 e C2 da Tabela 2, ocorre colapso de tensão na SE FTZ para níveis de demanda acima de 92% na configuração B, causado pela atuação de limitadores de potência do CE FTZ e pela perda de capacidade de transmissão.

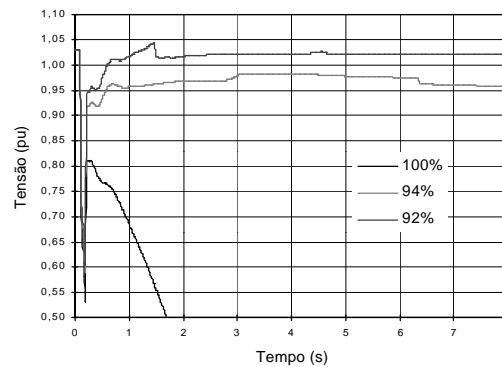


FIGURA 4 – Tensão na barra FTZ 69kV

Mantendo a carga suprida, a expansão do feixe e a instalação dos bancos de capacitores de 230kV proporcionam uma melhoria significativa em termos de margem de reativo e estabilidade de tensão. Entretanto, com o aumento da carga suprida, os riscos de colapso de tensão para a operação no limite de transmissão da Tabela 1 aumentam por conta da redução das margens de reativo em condições de baixas tensões e pela influência mais acentuada da dinâmica da carga.

3.3. Defeitos em alimentadores de 69kV.

Considerando-se um nível de demanda de 100% e um tempo de eliminação do defeito de 0,8s em qualquer configuração da Tabela 1 ocorreria o colapso de tensão para um defeito próximo das subestações de FTZ e DMG. Na Figura 5 apresenta-se o comportamento da tensão na SE FTZ obtida da simulação do caso C3 da Tabela 2, para níveis de demanda de 100%, 98% e 90% na configuração B, com um tempo de eliminação do defeito de 0,8s.

Nesta mesma configuração, com um tempo de eliminação do defeito de 0,8s, ocorreria colapso de tensão com níveis de demanda acima de 94%. As principais causas para o colapso de tensão nestas condições, seriam o comportamento dinâmico das cargas e a margem de reativo insuficiente.

Para defeitos em alimentadores de 69kV com níveis de demanda próximos dos limites da Tabela 1, os resultados das simulações demonstram o mesmo comportamento descrito no item 3.2 com a instalação de bancos de capacitores de 230kV. Com relação à expansão do feixe praticamente não se alteram os riscos de colapso de tensão, o que pode ser atribuído à redução da impedância série das LT 230kV, contribuindo para aumentar a margem de reativos com baixos níveis de tensão.

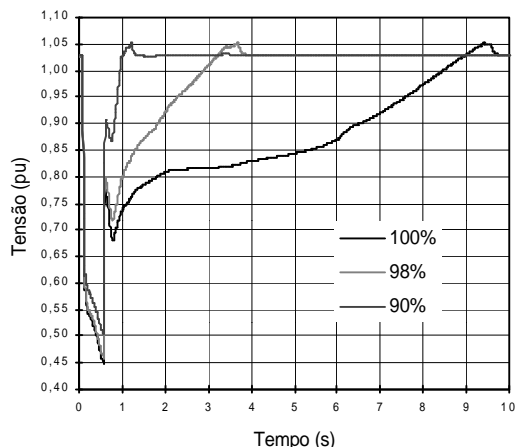


FIGURA 5 - Tensão na barra FTZ 69kV

4.0 – INFLUÊNCIA DAS PROTEÇÕES.

4.1. Tempo de eliminação do defeito.

Na Área Norte utilizam-se nas linhas de 230kV proteções de distância com transferência de disparo, o que leva a tempos de eliminação de defeitos na faixa de 3 a 6 ciclos da frequência industrial. Conforme mostrado no item 3.2, o principal fator de restrição nos casos C1 e C2 da Tabela 2 é a perda de capacidade de transmissão e não o tempo de eliminação do defeito.

Nos casos C3 da Tabela 2, o tempo de eliminação do defeito tem uma grande influência no processo de recuperação da tensão. A Figura 6 apresenta a influência do tempo de eliminação do defeito (tcc) na tensão mínima durante (V_{min}) e após a eliminação do defeito (V_{mind}), e no tempo de recuperação da tensão (t_r), para um defeito próximo da SE FTZ na configuração B e com um nível de demanda de 92%.

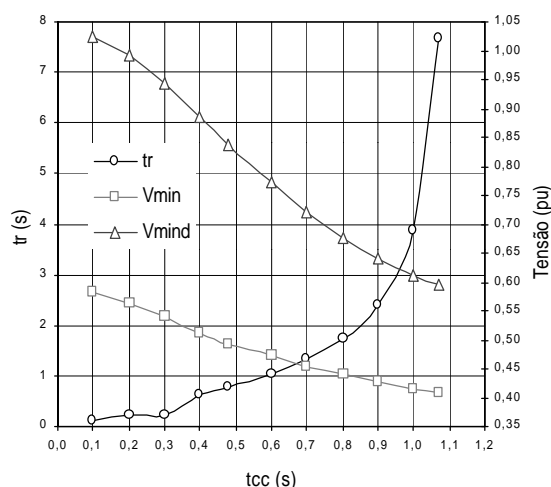


FIGURA 6 – Influência do tempo de eliminação do defeito (tcc).

A redução do tempo de eliminação do defeito apresenta benefícios como a redução dos afundamentos e uma recuperação mais rápida da tensão, bem como a redução dos riscos de que defeitos monofásicos evoluam para bifásicos ou trifásicos.

4.2. Proteções de subtensão.

Nos sistemas de transmissão muitas vezes são aplicados esquemas especiais (ECE) para corte de carga por subtensão com o objetivo de evitar o colapso de tensão e situações de instabilidade para perturbações de baixa probabilidade de ocorrência que excedem os critérios de planejamento, por questões de custo e benefício (5). Por outro lado, os equipamentos eletrônicos e convencionais dos consumidores são providos de proteções de subtensão para evitar a sua danificação.

A recuperação lenta da tensão pode provocar desligamentos de cargas pelas suas proteções intrínsecas ou pela atuação de esquemas de subtensão. Portanto, a definição do limite de transmissão deve considerar os riscos de atuação de proteções de subtensão durante contingências simples de linhas de transmissão ou defeitos em alimentadores de 69kV, levando em conta o comportamento dinâmico das cargas.

No caso específico da Área Norte foram observadas atuações de esquemas de subtensão nas subestações das interligações com as Áreas Leste e Oeste. Para evitar a atuação indesejada destes esquemas no sistema de transmissão, a demanda da área Norte na configuração B deveria ser limitada a 94%.

4.3. Proteções de sobrecorrente e de distância.

Nas ocorrências, foram registrados vários desligamentos de alimentadores de 69kV nas subestações da área Norte e nos regionais de FTZ e DMG. Os desligamentos são causados pela atuação de proteções de sobrecorrente de fase e de neutro e proteções de distância para defeitos externos, causando elevadas rejeições de cargas nestas ocorrências. É importante ressaltar que os elevados carregamentos praticados nos sistemas de distribuição têm contribuído para agravar este problema.

Para subsidiar uma análise das proteções dos alimentadores de 69kV, foram realizadas simulações dinâmicas com representação detalhada dos regionais de FTZ e DMG. Com base nos resultados do estudo, foram efetuadas várias modificações de ajustes, o que permitiu uma redução significativa dos desligamentos de alimentadores de 69kV para defeitos externos.

Durante o período de recuperação lenta da tensão, ocorrem sobrecorrentes dinâmicas em linhas e transformadores nos sistemas de transmissão e distribuição. A Figura 7 mostra a sobrecorrente num alimentador de 69kV derivado da SE FTZ para um defeito no sistema de distribuição derivado da SE DMG, obtida nos estudos dinâmicos.

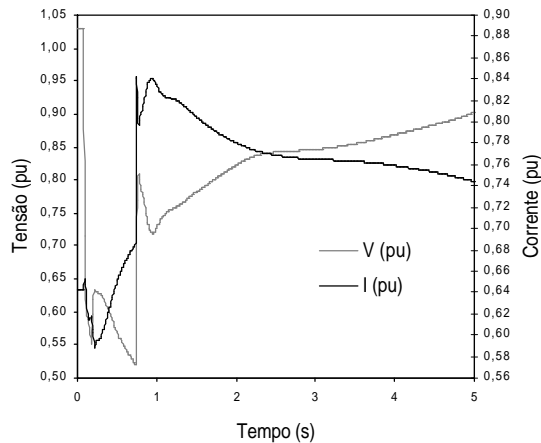


FIGURA 7 – Sobrecorrente dinâmica no alimentador de 69kV FTZ-Distrito Industrial II.

As sobrecorrentes são causadas pelo comportamento dinâmico das cargas e, quando associadas à subtensão durante o período de recuperação lenta da tensão, pode provocar a atuação indesejada de proteções de sobrecorrente ou distância (6), causando uma elevada e não controlada rejeição de cargas. Também pode ocorrer a atuação de proteções de sobrecorrente e sobrecarga de equipamentos dos consumidores, contribuindo para aumentar a rejeição de cargas.

Defeitos desequilibrados, principalmente quando originados na distribuição, podem provocar sobrecorrentes de fase desequilibradas, devido ao comportamento das cargas monofásicas, causando uma circulação de correntes de seqüência zero que poderá provocar a atuação de proteções de neutro desligando circuitos de distribuição como transformadores e alimentadores.

A atuação indesejada de proteções pode ser evitada com a redução do tempo de recuperação da tensão através do aumento das margens de reativo, definição de limites de transmissão adequados, redução do carregamento de alimentadores de distribuição ou através da redução do tempo de eliminação de defeitos. Para as condições atuais de carregamento do sistema de distribuição, a demanda da Área Norte deve ser limitada a 94% na configuração **B**, para evitar as sobrecorrentes elevadas nos alimentadores de 69kV, considerando um tempo de eliminação do defeito de 0,8s.

5.0 – ASPECTOS DE QUALIDADE DA ENERGIA

Qualquer fenômeno elétrico que cause uma insuficiência, mau funcionamento, falha ou defeito permanente em equipamentos do sistema elétrico caracteriza-se como um problema de Qualidade da Energia. Atualmente os problemas mais importantes são os afundamentos momentâneos de tensão (Voltage sags) devidos a curto-circuitos, tendo reflexos significativos em termos de custos industriais (7).

Dependendo da magnitude do afundamento de tensão e da sua duração, cargas constituídas de equipamentos eletrônicos e mesmo cargas convencionais como chaves de partida de motores controladas por contactores eletromecânicos, podem ser desligadas interrompendo processos industriais críticos. A recuperação lenta da tensão pode provocar o desligamento de equipamentos que suportariam o afundamento momentâneo de tensão que ocorre durante o defeito (8).

Com base no levantamento de valores típicos de suportabilidade para vários tipos de equipamentos e para uma fábrica de cimento e uma indústria têxtil com plantas modernas, foi definido como requisito de Qualidade da Energia um perfil mínimo de tensão que deveria ser atendido nas contingências simples do tipo N-1 no sistema de transmissão e durante a recuperação da tensão após a eliminação de defeitos em alimentadores de 69kV.

Este requisito de Qualidade da Energia só é atendido no caso C3 da Tabela 2, na configuração **B** e com um tempo de eliminação do defeito de 0,8s, com níveis de demanda inferiores a 90%. Nos casos C1 e C2 da Tabela 2, na configuração **B** e com um tempo de eliminação do defeito de 0,1s, este requisito é atendido para níveis de demanda até 100%.

O tempo de eliminação do defeito tem uma grande influência no aspecto de Qualidade da Energia. Quanto menor o tempo de eliminação do defeito, menores os afundamentos e mais rápida a recuperação da tensão.

6.0 – DEFINIÇÃO DOS LIMITES DE TRANSMISSÃO DA ÁREA NORTE.

Na Tabela 2 foram apresentados os limites de transmissão da Área Norte para várias configurações, definidos pelo esgotamento dos recursos para controle de tensão. Entretanto, a análise dos aspectos de estabilidade de tensão, proteções e Qualidade da Energia mostrou restrições adicionais para a definição destes limites. A Tabela 3 apresenta um resumo dos limites de transmissão para cada aspecto analisado, em % do limite da Tabela 2 para a configuração **B**.

TABELA 3 – Limites de transmissão por aspecto

Aspecto	Limite (%)	Mvar CE (%)	Qra (% Dn)
Recursos para controle de tensão	100	95,94	12,31
Estabilidade de tensão para perda simples LT 230kV (tcc = 0,1s)	92	51,17	18,50
Estabilidade de tensão para curto-circuito AL 69kV (tcc = 0,8s)	94	59,74	17,16
Esquemas de subtensão	94	59,74	17,16
Sobrecorrentes em AL 69kV	94	59,74	17,16
Qualidade da Energia para perda simples LT 230kV (tcc=0,1s)	100	95,94	12,31
Qualidade da Energia para curto-circuito AL 69kV (tcc = 0,8s)	90	43,91	19,87

De acordo com a Tabela 3 o aspecto mais restritivo no caso da Área Norte é a Qualidade da Energia com tempos de eliminação de defeitos em alimentadores de 69kV de 0,8s. Este aspecto está relacionado com o atendimento ao perfil mínimo de tensão após a eliminação do defeito, que é dificultado pela recuperação lenta da tensão. O segundo aspecto mais restritivo é a manutenção da estabilidade de tensão após uma contingência simples de LT 230kV com feixe expandido.

As considerações práticas de todos os aspectos levou a definição de um limite de transmissão correspondente ao carregamento de 92% para a Área Norte na configuração B, que corresponde a uma margem de reativo mínima de 18% e a um carregamento máximo de 50% nos CE FTZ e MLG.

7.0 – CONCLUSÃO

Os limites de transmissão devem ser definidos considerando-se além dos aspectos de recursos para controle de tensão e correntes em linhas de transmissão, também os aspectos de estabilidade de tensão, proteções e Qualidade da Energia, principalmente em sistemas com longas linhas de transmissão, elevado grau de compensação através de bancos de capacitores e cargas com acentuadas características dinâmicas. A Qualidade da Energia pode ser um aspecto importante no estabelecimento destes limites.

Para aumentar os limites de transmissão de um determinado sistema, a consideração destes aspectos pode conduzir a soluções para redução da impedância série de linhas de transmissão como a recapacitação ou a aplicação de bancos de capacitores série, em detrimento de soluções como a aplicação de bancos de capacitores em derivação. A redução da impedância série apresenta vantagens adicionais como a maior contribuição durante os afundamentos de tensão.

8.0 – BIBLIOGRAFIA

- (1) REGIS, O. R. Jr., et ali. Aumento dos limites de transmissão de circuitos de 230kV com o conceito de feixe expandido. XIII SNPTEE, Camboriú-SC, Outubro de 1995.
- (2) WILLIAMS, B.R. et ali. Transmission voltage recovery delayed by stalled air conditioner compressors. IEEE Trans. On P.S., Vol. 7, August 1992.
- (3) ARAÚJO, J.M., et ali. Modelagem de cargas em estudos e análise de sistemas sujeitos a instabilidade de tensão. XII SNPTEE, Recife-PE, Outubro de 1993.
- (4) FREIRE, A. R. F., LIMA M. C., TRIGUEIRO, U. Dimensionamento do ECE para controle de sobretensões dinâmicas na área Norte da CHESF. VIII ERLAC, Foz do Iguaçu-PR, Maio de 1999.
- (5) TAYLOR, C.W. Concepts of undervoltage load shedding for voltage stability. IEEE Trans. on P.D., Vol. 7, April 1992.
- (6) IEEE POWER SYSTEMS RELAYING COMMITTEE. Summary of system protection and voltage stability. IEEE Trans. On P.D., Vol10, April 1995.
- (7) IEEE STANDARD DRAFT P1346. Recommended practice for evaluating electric power system compatibility with electronic process equipment. Draft 4.1, February 1997.
- (8) BOLLEN, M.H.J. The influence of motor re-acceleration on voltage sags. IAS Annual Meeting, 1994.